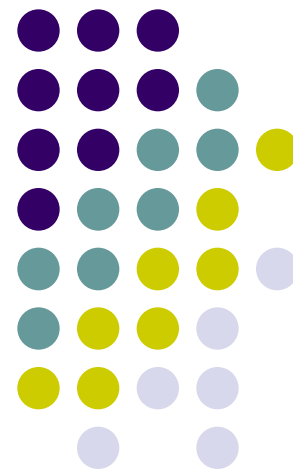


# Основы строительства нефтяных и газовых скважин

*Режимы бурения.*

*Параметры режима и показатели работы долота.*

*Влияние параметров на механическую скорость проходки.*



## Режимы бурения

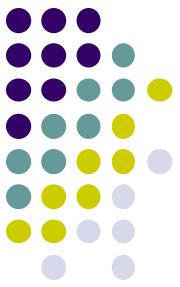


*Эффективность процесса разрушения горной породы долотом на забое скважины зависит от ряда факторов:*

- осевой нагрузки на долото;
- частоты вращения долота;
- количества и качества подаваемой насосом промывочной жидкости;
- конструкции долота;
- твердости породы;
- дифференциального давления;
- чистоты забоя скважины и др.

Совокупность факторов, влияющих на эффективность разрушения породы и эффективность износа долота, которые можно изменять в период работы долота на забое, называется *режимом бурения*, а сами факторы – *параметрами режима бурения*.

# Параметры режима бурения, показатели работы долот

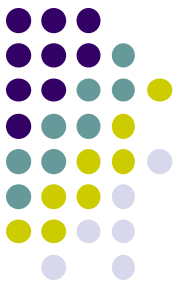


К параметрам режима бурения относятся:

1. **Осевая нагрузка на долото**  $R_d$ , кН. создается за счет нижней части бурильной колонны. В каждом сочетании б.к. и г.п. нагрузка индивидуальна.
2. **Частота вращения долота**  $n$ , (об/мин). Рекомендуемая – 60-120 об/мин (10-235 об/мин) – это обеспечивает роторный способ бурения; при турбинном бурении – 700-800 об/мин (300-900 об/мин); при бурении ВЗД – 180-200 об/мин (90-250 об/мин); при использовании электробура – 400-800 об/мин..
3. **Количество подаваемой насосом промывочной жидкости**  $Q$  (производительность буровых насосов), л/с.

При бурении гидравлическими ЗД все эти параметры взаимосвязаны

## Режимы бурения.



Сочетание этих параметров, при котором обеспечивается получение наилучших показателей работы долота, называется ***оптимальным режимом бурения.***

***Специальным режим бурения*** будет называться, если основным критерием при выборе сочетания параметров режима является не достижение наивысших показателей работы долота, а наилучшее решение той или иной специальной искривления скважины и др.).

## Показатели работы долот



Об эффективности работы долота задачи (наиболее полный отбор и сохранность керна, предотвращение на забое судят по следующим показателям (показатели работы буровых долот):

- проходка  $h$ , м - количество метров, пробуренных в горной породе от начала ее разрушения до рассматриваемого момента работы долота;

- проходка за рейс (**Рейс** - один цикл использования долота, включающий затраты времени на: *спуск бурильного инструмента в скважину, механическое бурение, подъем бурильного инструмента, подготовительно-заключительные работы (ПЗР) к СПО.*)  $h_p$ , м - количество пробуренных метров от первого спуска до первого подъема или от повторного спуска до повторного подъема;

- проходка на долото  $h_d$ , - общее число метров, пробуренных данным долотом;

## Показатели работы долот



- механическая скорость проходки  $V_M$  - количество метров, пробуренных за единицу времени

$$V_M = h_d / t,$$

где:  $t$  - время,  $h_d$  - проходка;

- рейсовая скорость проходки  $V_p$  - скорость углубления скважины с учетом затрат времени на механическое бурение и спуско-подъемные операции и вспомогательные работы:

$$V_p = h_p / (t_b + t_{спо} + t_v),$$

где:  $h_p$  - проходка за один рейс, м;  $t_b$  - время механического бурения, ч.;

$t_{спо}$  - время на спуско-подъемные операции, ч.;

$t_v$  - время на вспомогательные операции, ч.

- эксплуатационные затраты на 1 м. проходки  $C_э$ , руб/м, определяются:

$$C_э = ( C_d + (C_{бу} + C_{пж})(t_b + t_{спо} + t_v) ) / h_d ,$$

где:  $C_d$  - оптовая цена долота, руб.;  $C_{бу}$  - стоимость одного часа работы буровой установки по затратам, зависящим от времени, руб/ч (с учетом типа буровой установки, района бурения, интервала глубин),  $C_{пж}$  – затраты на приготовление пж, руб/ч

# Технологический режим бурения



**Технологический режим бурения** – совокупность регулируемых факторов (параметров), определяющих условия и эффективность работы породоразрушающего инструмента на забое скважины.

**Параметры режима бурения:**

• **первичные** (параметры управления):

- нагрузка на долото  $R_d$ , кН;
- частота вращения породоразрушающего инструмента  $n$ , мин<sup>-1</sup>;
- подача циркуляционного агента (производительность буровых насосов)  $Q$ , м<sup>3</sup>/с

• **вторичные** (параметры контроля):

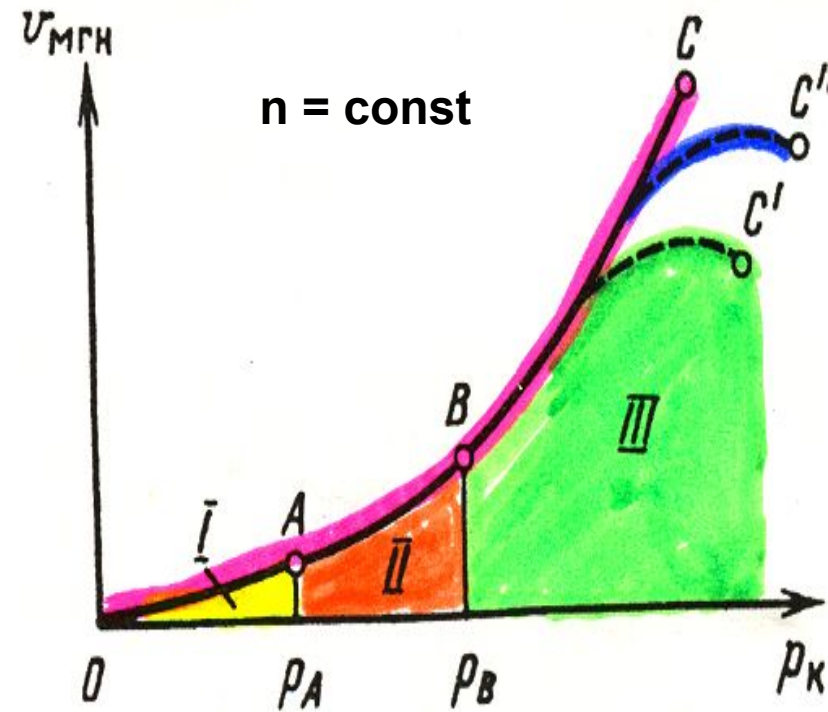
- крутящий момент,
- тип и свойства циркуляционного агента,
- давление нагнетания,
- частота и амплитуда динамической составляющей осевой нагрузки и крутящего момента ;
- дифференциальное давление на забое скважины ;
- изменение концентрации твердой фазы в ПЖ при циркуляции по стволу скважины и т.д. ).

# Влияние параметров режима бурения на показатели работы долот

## 1. Нагрузка на долото

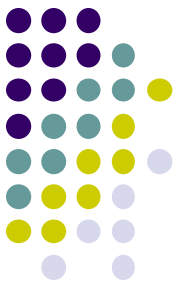
Определяет **удельное давление  $R_k$**  на контакте между рабочим элементом породоразрушающего инструмента и ГП на забое скважины.

**Зона I** (участок **OA**) – область **поверхностного разрушения породы** - контактное давление ниже предела усталости ГП. Разрушение породы в виде поверхностного износа вследствие трения. Скорость проходки прямо пропорциональна контактному давлению. В точке **A** контактное давление достигает **предела усталости** -  $R_A$  - наименьшее контактное давление, при котором многократное приложение нагрузки вызывает развитие трещин в породе, приводящее к объемному разрушению. Предел усталости ГП в 20–30 раз ниже показателя ее твердости.



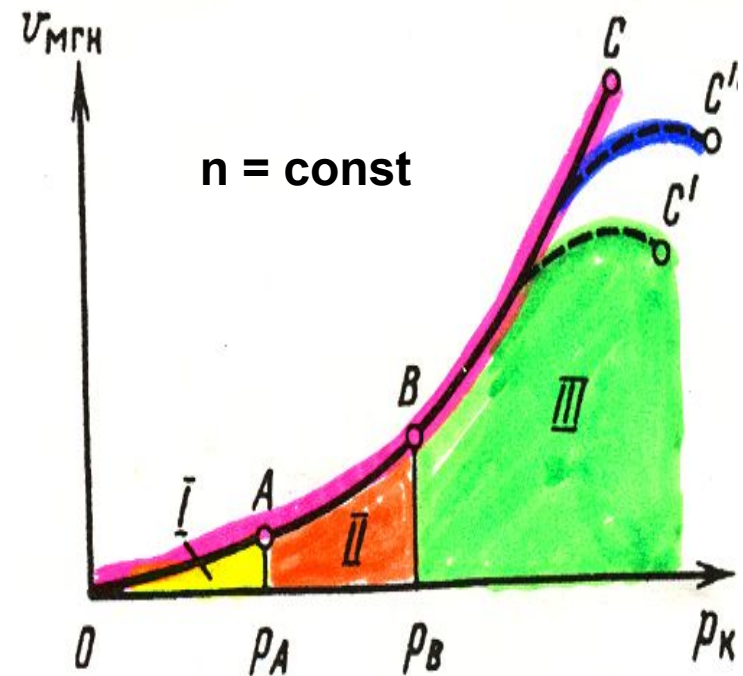


# Влияние параметров режима бурения на показатели работы долот



**Зона II** (участок *AB*) – **зона объемно-усталостного разрушения породы** - контактное давление превышает предел усталости, но остается ниже уровня, соответствующего твердости ГП в забойных условиях *P<sub>B</sub>*. Появление трещин, сколов после многократного воздействия нагрузки. По мере увеличения контактного давления интенсивность развития трещин и глубина их проникновения растут, а требуемое количество циклов нагружения снижается. Идет местное, локальное разрушение.

**Предел выносливости** - наибольшее напряжение, при котором материал не разрушается при любом количестве циклов нагружения.



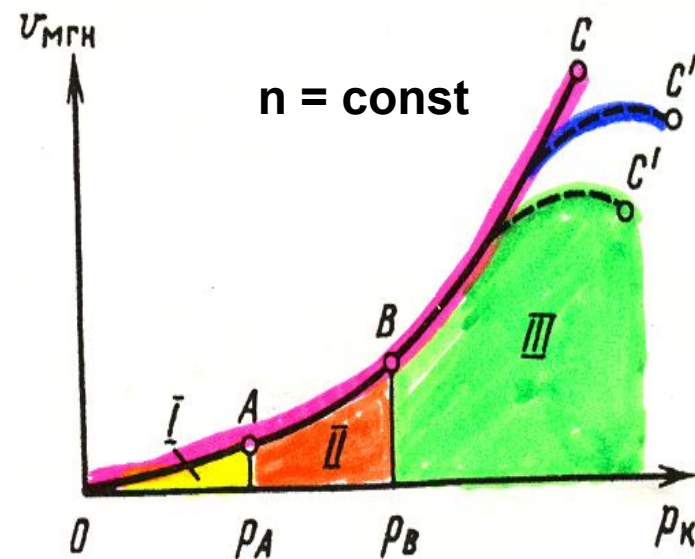
# Влияние параметров режима бурения на показатели работы долот



**Зона III** (участок *BC*) – область эффективного объемного разрушения породы - контактное давление превосходит твердость ГП в забойных условиях. Объемное разрушение ГП происходит при единичном акте нагружения.

На величину оптимальной нагрузки для конкретной пары «долото–ГП» оказывает влияние степень очистки забоя от шлама, конфигурация забоя скважины, высота зуба и т.д.

С улучшением очистки забоя от шлама (кривая *BC2*) оптимальный уровень нагрузки повышается по сравнению с кривой *BC1*.



# Влияние параметров режима бурения на показатели работы долот



## 2. Частота вращения долота

Зависимость  $V_m$  от частоты вращения долота близка к линейной.

$$V_m = \delta \times n,$$

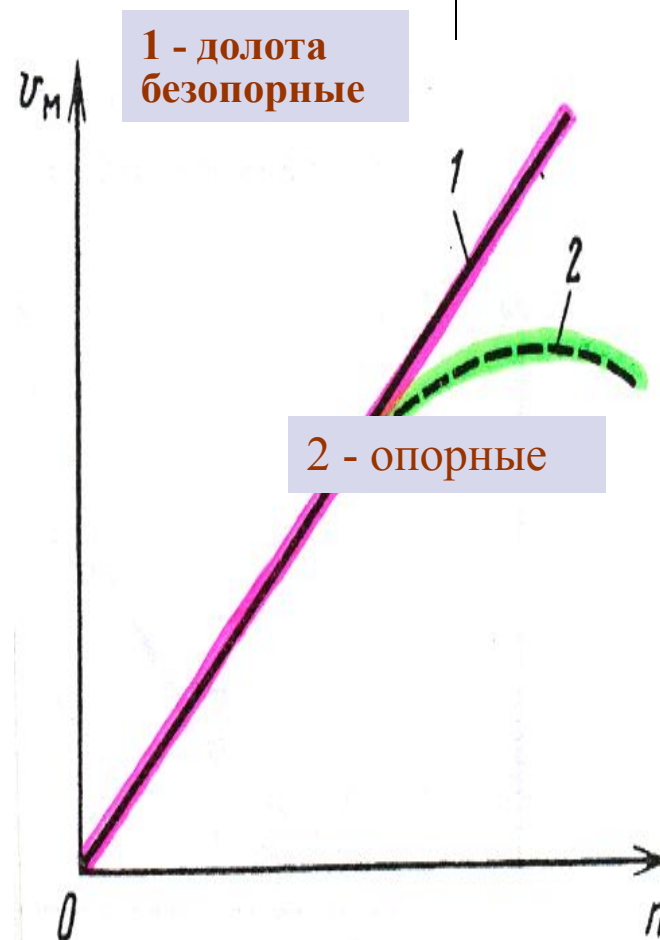
где:  $\delta$  – проходка ствола скважины за один оборот инструмента;  $n$  – частота вращения, об/мин.

Отклонение от линейной зависимости и уменьшение темпа роста механической скорости проходки зависит от величины осевой нагрузки. С ростом осевой нагрузки скорость вращения долота, при которой происходит отклонение, несколько возрастает.

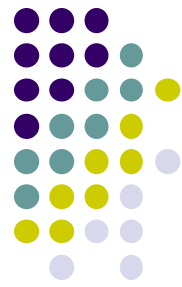
У **долот опорных** продолжительность взаимодействия рабочего органа с забоем снижается с ростом частоты вращения.

В хрупких породах деформация происходит за несколько миллисекунд. При повышении частоты вращения наступает момент, когда продолжительность взаимодействия рабочего органа с породой начинает влиять на проходку за один оборот.

В абразивных породах  $n=40-50$  об/мин, для алмазного бурения -  $400$  об/мин и выше.



# Влияние параметров режима бурения на показатели работы долот

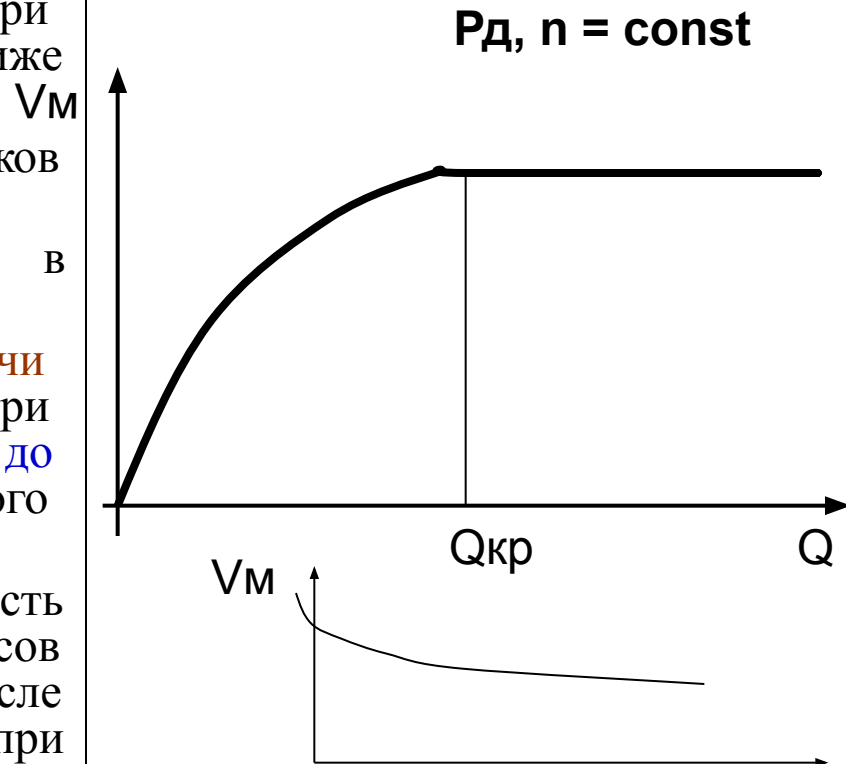


## 3. Производительность буровых насосов

*Эффективность удаления шлама с забоя зависит от:*

- количества ПЖ, поступающей к забою в единицу времени (подача)
- свойств ПЖ (прежде всего реологические)
- скорости истечения жидкости из каналов в долоте. **Гидромониторный эффект** достигается при скоростях истечения жидкости из насадок не ниже **80 м/с**.
- ориентации исходящих из долота потоков жидкости по отношению к поверхности забоя
- организации и интенсивности циркуляции в призабойной части скважины.
- **Удельной** (на 1 см<sup>2</sup> площади забоя) **подачи** промывочной жидкости (**0,035–0,050 л/с** при роторном способе и бурении электробуром; **до 0,07 л/с** при использовании гидравлического забойного двигателя).

При неизменных  $R_{ос}$  и  $n$  механическая скорость проходки с увеличением подачи  $Q$  насосов возрастает до некоторого значения  $Q_{кр}$ , после которого темп роста  $V_m$  заметно снижается, а при достижении идеальной очистки забоя от выбуренных частиц роста  $V_m$  не наблюдается.



## Допустимая нагрузка на долото, кН



Диаметр долота по ГОСТ 20692-75, мм	Низкооборотное бурение	Высокооборотное бурение
95,2	70	—
98,4	80	—
114,3	120	—
120,6	140	—
132,0	150	—
142,9	190	—
146,0-149,2	200	—
165,1	250	150
190,5	300	200
215,9	380	250
244,5	450	320
269,9	480	350
295,3	500	400
320,0	600	450
393,7	700	470

Долговечность шарошечного долота ограничивается износом его  
**вооружения** или **опоры**

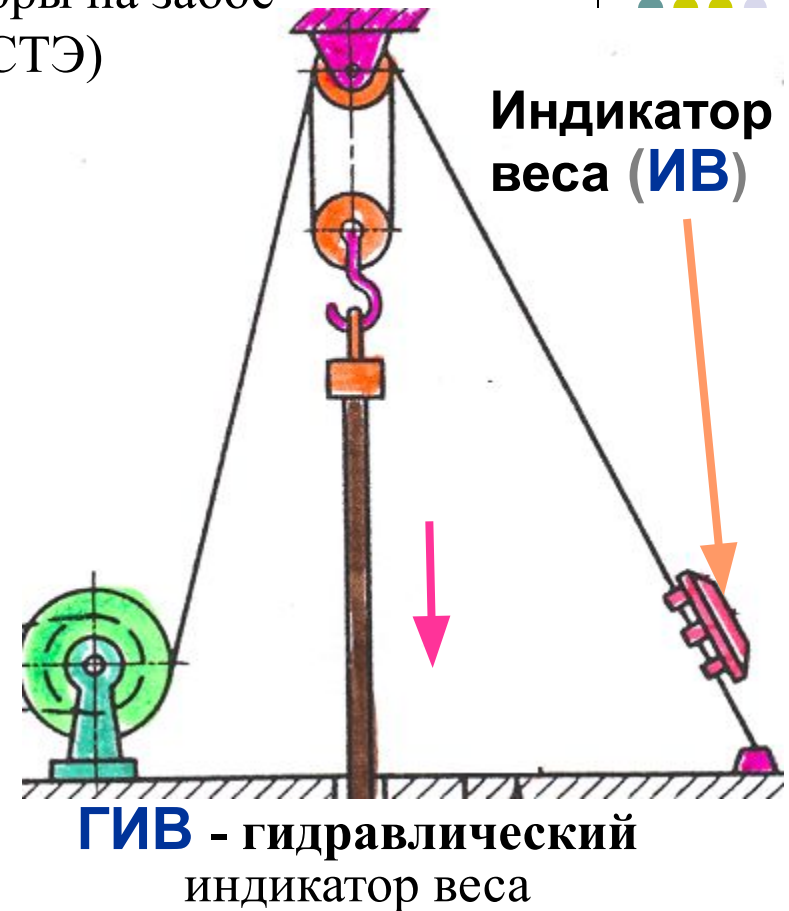
# Управление параметрами режима бурения



Наземные приборы (ГИВ, ПКБ, ГТИ) и приборы на забое скважины (телеметрические системы СТТ и СТЭ)

## *Нагрузка на долото*

**Подача инструмента** - его вертикальное перемещение на поверхности, которое осуществляется опусканием ведущей трубы в ротор на некоторую величину в результате ослабления (оттормаживания) тормоза лебедки.



**Погружение долота** - глубина внедрения долота в породу в результате подачи инструмента.

# Гидравлический индикатор веса

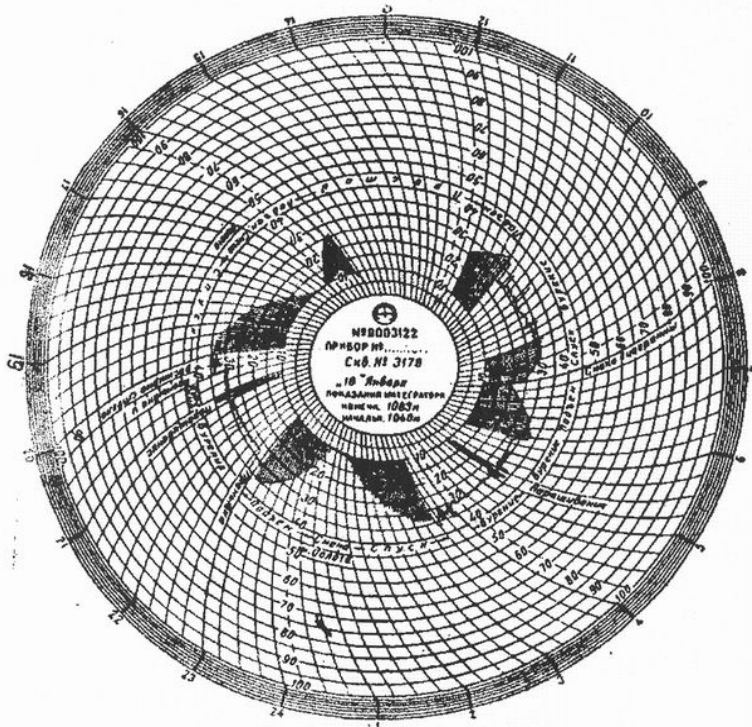


Рис. 1 Индикаторная диаграмма

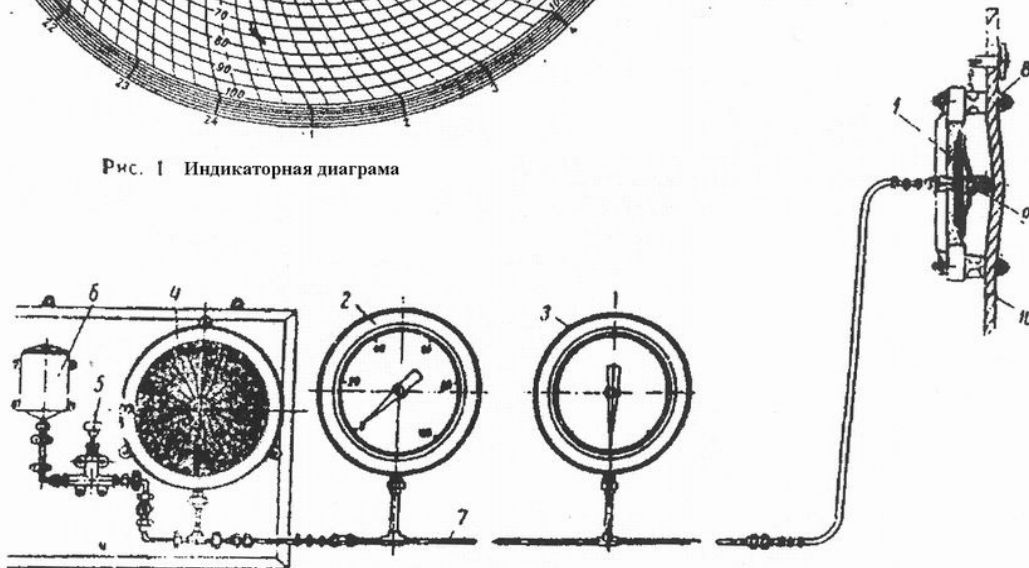


Рис. 2 Принципиальная схема индикатора веса ГИВ.

- 1 - датчик трансформатора давления;
- 2 - манометр (основной);
- 3 - верньерный указатель (дополнительный, более точный манометр);
- 4 - регистрируемый прибор;
- 5 - вентиль долива жидкости в систему;
- 6 - пресс-бачок;
- 7 - трубопровод;
- 8 - жесткое крепление;
- 9 - мембрана с датчиком.



- Гидравлический индикатор веса (ГИВ) предназначен для измерения и записи натяжений неподвижного конца талевого каната с целью определения веса бурильного инструмента и нагрузки на долото.
- ГИВ состоит из трансформатора давления и манометров - показывающих и самопишущего. По показывающим приборам бурильщик контролирует текущий процесс бурения. По записи диаграмм самопишущего манометра изучается процесс бурения скважины.







На диаграмме ГИВ отмечаются все колебания веса БК на подъемном крюке в течение суток.

Если линия на диаграмме проходит параллельно одной из окружностей, то в этот отрезок времени вес на крюке не изменился (остановка или процесс бурения при постоянной нагрузке).

Если линия проходит параллельно кривой радиальной линии, то произошло мгновенное изменение веса на подъемном крюке (подъем БК с ротора, затяжка БК и т. д.).

## ***Основные недостатки ГИВ:***

зависимость показаний от:

- диаметра каната,
- температуры окружающей среды,
- утечек жидкости.



- Следует отметить, что современные гидравлические индикаторы веса имеют цифровые индикаторы, как например ГИВ-1Э.
- ГИВ-1Э имеет возможность подключения к компьютеру, как в аналитическом, так и режиме реального времени для оперативного контроля.



# Особенности выбора режима бурения при различных способах бурения



## Роторный способ

Выбор оптимального сочетания величин осевой нагрузки и частоты вращения долота определяются следующими факторами: *необходимостью получения минимума эксплуатационных затрат на 1 метр проходки, прочностью бурильной колонны и долота, а иногда и мощностью привода ротора.*

При разбурировании верхних интервалов, сложенных, как правило, мягкими и средними породами желательно работать при высоких частотах вращения ротора  $n =$  до 250 мин<sup>-1</sup> и пониженных осевых нагрузках.

С ростом глубины заметно возрастают потери на трение бурильной колонны в буровом растворе и о стенки скважины, а также время на СПО. В этих условиях желательно снижать частоту вращения до 60 – 40 мин<sup>-1</sup>, увеличивая осевую нагрузку на долото в зависимости от твердости горной породы в пределах рекомендаций завода-изготовителя долот.

## Турбинное бурение

При турбинном бурении параметры режимов бурения автоматически связаны: изменение подачи насосов или осевой нагрузки приводит к изменению частоты вращения. Поэтому, при определении подачи насосов для обеспечения хороших условий очистки забоя и выноса буровых частиц на поверхность необходимо проверять достаточность подачи насосов для получения необходимого значения вращающего момента турбобура.

# Особенности выбора режима бурения при различных способах бурения



## *Бурение с винтовым забойным двигателем (ВЗД)*

ВЗД имеет жесткую характеристику: с увеличением нагрузки на долото  $R_d$  и вращающего момента, перепад давления  $\Delta P$  возрастает в степени несколько большей единицы, а частота вращения снижается незначительно до момента достижения максимальной мощности  $N$  для данной подачи насосов  $Q$ .

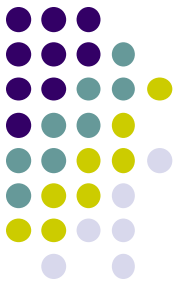
После достижения  $N_{max}$  даже при незначительном увеличении  $R_d$  частота вращения резко падает и ВЗД останавливается.

Заметный рост перепада давления с увеличением момента на долоте является важным фактором, позволяющим контролировать работоспособность долота на забое скважины и принимать решение о времени его подъема для замены на новое.

Обычно при бурении с ВЗД частота вращения долота находится в пределах  $n = 80 - 200$  мин<sup>-1</sup>, в зависимости от диаметра ВЗД при данной подаче.

# Этапы оптимизации режимов бурения

## (Выбор типа долота и режима бурения на основании анализа промысловых данных)

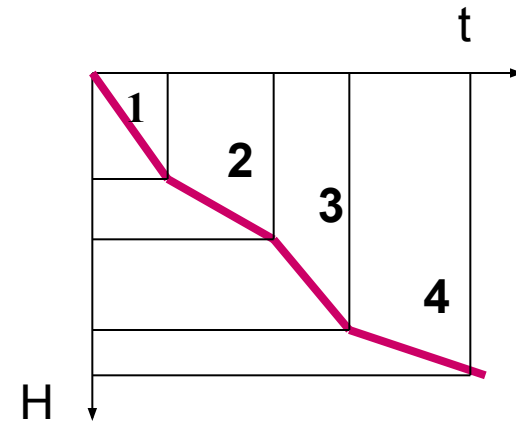


1. Строят график зависимости проходки от времени  $H=f(t)$

2. Выбор конкурирующих типов долот. Чем больше интервалов, тем больше типов долот и режимов бурения.

3. Выбор режима бурения. Для пачек одинаковой буримости долотами одного и того же типа, выбор параметров режима бурения начинают с оценки достаточности подачи насосов для хорошей очистки забоя и транспортировки шлама на поверхность.

4. Прогнозирование показателей работы долота. Это помогает при планировании дополнительных поставок оборудования при строительстве скважин.





## ***Выбор типа долота***

Долота выбирают с учетом механических свойств горных пород, свойств бурового раствора, характеристики забойных двигателей, ротора и его привода.

Для разбуривания высокоабразивных пород долота должны иметь:

- износостойкое вооружение и большую износостойкую поверхность;
- минимальную контактную площадь с целью объемного разрушения пород;
- минимальное скольжение для обеспечения минимума пути и работы трения;
- гидромониторные насадки, которые могли бы выполнить возможно большую часть работы по разрушению пород.

## Выбор типа долота и режима бурения на основании анализа промысловых данных



Практически *для разбуривания высокоабразивных твердых хрупких пород*, применяют трехшарошечные долота с большим числом твердосплавных зубков полусферической формы (минимальное скольжение и небольшую работу трения).

Для *разбуривания высокоабразивных твердых упругопластичных пород* - долота типа ТКЗ и ТК (необходимо создание больших деформаций).

В *абразивных породах средней твердости, мягких, упругопластичных* используют долота типа СЗГ, МЗГ, имеющие крупные твердосплавные (зубки с наплавленным твердым сплавом на боковой поверхности и гидромониторные насадки).

*Для разбуривания высокоабразивных упругопластичных пород высокой твердости, залегающих на большой глубине и в условиях возможных проявлений*, используют долота К, ТКЗ.

В *упругохрупких очень твердых и твердых невысокоабразивных породах* используют долота типов ОК, К, ТК, ТКЗ и долота типа Т без твердосплавных зубков.

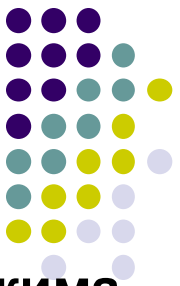
## Выбор типа долота и режима бурения на основании анализа промысловых данных



Для бурения *пород средней твердости, упругих и упругопластичных малоабразивных* успешно работают шарошечные долота типов СТ, С, СГ, алмазные и ИСМ. При этом шарошечные долота применяют при бурении скважин небольших и средних глубин, а алмазные и ИСМ - больших глубин. В процессе бурения *мягких пород* могут использоваться шарошечные долота с крупным высоким зубом, большим шагом и большим скольжением долот.

При бурении *очень мягких пород (пластичных, неабразивных)* рекомендуется применять двух- и трехлопастные долота. При бурении в этих породах высокоскоростная струя бурового раствора (80-150 м/с) может непосредственно разрушать породу, причем наличие твердой фазы в нем (утяжелитель, глинистые частицы, шлам и специально введенные высокой твердости и плотности металлические частицы) будут повышать эффективность этого процесса.





## *Технологический режим роторного бурения*

При роторном способе бурения основные параметры режима - осевую нагрузку, частоту вращения долота, расход бурового раствора - можно изменять с пульта бурильщика, т.е. можно в определенных пределах одновременно повышать или понижать, фиксировать один из них на одном уровне и изменять уровни других. Это позволяет подбирать лучшие сочетания параметров для конкретных условий бурения.

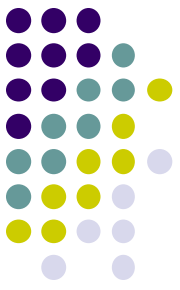
**Осевая нагрузка** устанавливается с учетом типа долота, механических свойств пород, других параметров режима бурения и определяется из расчета удельной нагрузки на 1 см диаметра долота, которую рекомендуется принимать при бурении очень мягких пород 500-1000 Н, мягких - 1000-2000, пород средней твердости - 2000-4000, плотных твердых пород -3000-6000 и твердых кремнистых и кремнистых пород 9000-12000 Н.

## Выбор типа долота и режима бурения на основании анализа промысловых данных



**Частота вращения долота** принимается равной **20-300 об./мин**, за рубежом практикуется **25-40 об./мин**. Это связано с тем, что снижаются затраты энергии на холостое вращение колонны, увеличивается долговечность долот и бурильных труб, уменьшаются вибрации и вероятность поломок труб. Мягкие породы бурят при больших частотах вращения долота и небольшой осевой нагрузке. В твердых породах частота вращения уменьшается, а нагрузка на долото увеличивается.

**Расход промывочной жидкости** определяют исходя из скорости выходящего потока, величина которой должна быть не менее **0,8-1,2 м/с**. В мягких породах интенсивность шламообразования больше и поэтому значение скорости должно быть больше, чем при бурении твердых пород.



## *Технологический режим турбинного бурения*

При турбинном бурении все параметры связаны и зависят от *количества прокачиваемой промывочной жидкости*. Изменение подачи ведет к изменению частоты вращения и нагрузки на долото.

При постоянном расходе промывочной жидкости увеличение осевой нагрузки вызывает уменьшение частоты вращения вала турбобура.

Постепенно изменяя осевую нагрузку, можно найти такую частоту вращения, при которой мощность и КПД турбобура, а также механическая скорость бурения достигают максимальной величины.

На практике частоту вращения принимают равной 250-800 об./мин (с редукторами 200-300 об./мин). Количество промывочной жидкости, необходимое для очистки забоя от шлама, определяется по скорости восходящего потока, которая в зависимости от буримости породы принимается равной 0,8-1,5 м/с.

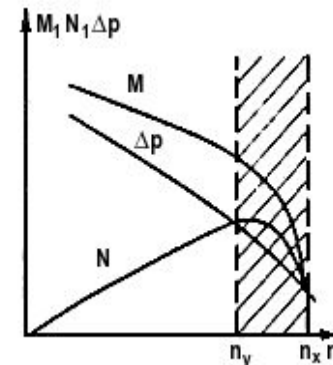
# Выбор типа долота и режима бурения на основании анализа промысловых данных



## Технологический режим при бурении ВЗД

Основные особенности режима бурения винтовыми двигателями связаны с их рабочими характеристиками, которые резко отличаются от характеристик турбобура. Относительно большой крутящий момент, низкая частота вращения и меньшая длина делают ВЗД

более предпочтительным при бурении высокоабразивных пород, при наборе зенитного угла ННС. Перспективен такой двигатель и для бурения пластичных пород, залегающих на большой глубине, вследствие меньшего перепада давления, чем в ТБ.



С ВЗД можно успешно использовать шарошечные долота с большим скольжением, долота ИСМ и алмазные. Одно из преимуществ бурения винтовым двигателем - возможность контроля отработки долота по изменению давления на стояке. По мере увеличения крутящего момента и изнашивания опор давление повышается.